

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ РОССИИ

Научная статья

УДК 332; 338.4; 550.834; 553.98

doi:10.37614/2220-802X.1.2024.83.003

РАЗВИТИЕ МЕТОДИКИ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ

**Алексей Васильевич Белошицкий¹, Тимофей Алексеевич Белошицкий²,
Алексей Евгеньевич Череповицын³, Салават Фаатович Фатхуллин⁴**

^{1, 2, 4}АО «Башнефтегеофизика», Уфа, Россия

¹ORCID 0000-0001-6586-3884

²ORCID 0009-0008-6590-8892

⁴ORCID 0009-0002-3346-6782

³Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия, alekseicherepov@inbox.ru,

ORCID 0000-0003-0472-026X

Аннотация. В статье рассматриваются технологические аспекты развития методики детализационных сейсморазведочных исследований методом 3D при воспроизводстве минерально-сырьевой базы углеводородов в арктическом регионе России с целью повышения экономической эффективности поисково-разведочного этапа освоения нефтегазовых месторождений. Раскрыто значение и доказаны преимущества трехмерной сейсморазведки, позволяющие размещать эксплуатационные скважины без ранее обязательного этапа поисково-разведочного бурения. Подтверждено, что главным негативным фактором технологического развития сейсморазведки в сложных для освоения арктических регионах остается санкционная политика западных государств. Основными факторами, влияющими на экономическую эффективность сейсморазведки, определены уровень организации полевых работ и профессиональные навыки специалистов, что может стимулировать развитие методики исследований. Представлен пример детализационных сейсморазведочных работ на Гыданском полуострове, в котором предложены и использованы имеющие научную новизну инновационная методика сейсморазведки и основанный на критериях качества производства работ интегральный показатель для объективной оценки экономической эффективности. Практическая апробация предлагаемого методического подхода к оценке эффективности на основании расчета интегрального показателя подтверждает преимущества инновационной методики, представленные результаты обладают значительным производственным потенциалом и рекомендуются к применению на геофизических предприятиях, использующих высокоплотные методы сейсморазведки для воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов в условиях северных территорий.

Ключевые слова: сейсморазведка, арктические территории, методика, технологическое развитие, производительность, экономическая эффективность

Для цитирования: Развитие методики 3D-сейсморазведки в арктическом регионе / А. В. Белошицкий [и др.] // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2024. № 1. С. 39–49. doi:10.37614/2220-802X.1.2024.83.003.

DEVELOPMENT OF INDUSTRIES AND SECTORS OF THE ECONOMY IN THE NORTH AND IN THE ARCTIC OF RUSSIA

Original article

DEVELOPING A 3D SEISMIC SURVEY TECHNIQUE IN THE ARCTIC REGION

Alexey V. Beloshitskiy¹, Timofei A. Beloshitskiy², Aleksei E. Cherepovisyn³, Salavat F. Fatkhullin⁴

^{1, 2, 4}Bashneftegeofizika JSC, Ufa, Russia

¹ORCID 0000-0001-6586-3884

²ORCID 0009-0008-6590-8892

⁴ORCID 0009-0002-3346-6782

³Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia, alekseicherepov@inbox.ru, ORCID 0000-0003-0472-026X

Abstract. This article discusses the technological aspects of developing a methodology for detailed seismic surveying using the 3D method in the Russian Arctic. The primary aim is to enhance the economic efficiency of the exploration stage in oil and gas field development. The paper highlights the significance and substantiates the advantages of 3D seismic surveys that

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ РОССИИ

make it possible to drill production wells without the need for exploratory drilling. It is established that the principal impediment to technological advancements in seismic surveying within Arctic regions is the restrictive policies of Western nations, which primarily take the form of sanctions. Factors influencing the economic efficiency of seismic surveying include the quality of fieldwork management and workers' professional skills, both of which can catalyze the evolution of seismic survey techniques. The article presents an illustrative case of detailed seismic surveys conducted on the Gyda Peninsula. An innovative seismic survey technique is introduced, and an integrated indicator, which is grounded in criteria reflecting the quality of work, is proposed and employed for an objective assessment of economic efficiency. The proposed methodology has been successfully tested, proving its advantages, and the results obtained are of value for the sector of seismic surveying. It is proposed that the methodology should be used by geophysical companies deploying high-density seismic survey methods to find new hydrocarbon fields in northern territories.

Keywords: seismic survey, Arctic territories, technique, technological development, productivity, economic efficiency

For citation: Beloshitskiy A. V., Beloshitskiy T. A., Cherepovitsyn A. E., Fatkhullin S. F. Developing a 3D seismic survey technique in the Arctic region. *Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo poriadka* [The North and the Market: Forming the Economic Order], 2024, no. 1, pp. 39–49. doi:10.37614/2220-802X.1.2024.83.003.

Введение

В условиях истощения традиционных ресурсов восточноевропейских и западносибирских углеводородных месторождений, связанных с длительными сроками эксплуатации, интересы российских нефтегазодобывающих компаний смещаются в сторону арктических регионов. Перспективы нефтегазоносности береговой линии северных морей, территорий Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов и севера Красноярского края были выявлены еще в советское время. Примерами могут служить: относящееся к очень крупным Гыданское газовое месторождение, открытое в 1978 г. и расположенное на одноименном полуострове; открытое в 1970 г. Харьягинское нефтяное месторождение, крупнейшее в России, расположено недалеко от г. Нарьян-Мара; группа Мессояхских месторождений, открытых в начале 1980-х гг., — это самые северные материковые месторождения России; множество других. Подавляющее большинство месторождений открыто геофизическими геолого-разведочными методами — актуальной на тот период сейсморазведкой методом отраженных волн (МОВ) — и подтверждено бурением редкой сетки разведочных скважин.

Ввиду отсутствия технологических возможностей, способных обеспечить рентабельность добычи из трудноизвлекаемых залежей (ТРИЗ) в суровых условиях Арктики, промышленная эксплуатация была отложена на будущее. Существующие сегодня способы разработки нефтегазовых месторождений со сложными залегами позволяют обеспечить экономическую эффективность добычи в любых природно-климатических регионах, что в совокупности с насущной необходимостью поддержания ресурсной базы углеводородов на уровне, способном обеспечить условия устойчивого социально-экономического развития страны, актуализирует и стимулирует

перспективы развития арктических территорий через освоение энергетической ресурсной базы [1; 2]¹.

Учитывая высокий уровень неопределенности геологической информации о глубинном строении недр региона, на первом этапе освоения чрезвычайно высокая роль отводится геолого-поисковым и детализационным исследованиям методами 2Д- и 3Д-сейсморазведки. Дело в том, что современные цифровые методы полевых наблюдений и последующей обработки и интерпретации результатов, использующие самые последние достижения компьютеризации, позволяют практически исключить разведочное бурение и переходить непосредственно к бурению эксплуатационных скважин.

Исходя из вышеизложенного, цель настоящего исследования — повышение экономической эффективности поисково-разведочного этапа освоения нефтегазовых месторождений Арктического Севера путем развития методики производства сейсморазведочных работ в модификации 3Д. Для достижения поставленной цели требуется последовательное решение следующих исследовательских задач:

- определить место и раскрыть значение сейсморазведки в процессе освоения нефтегазовых месторождений арктического региона;
- выявить преимущества и доказать приоритет использования 3Д-методов сейсморазведки при составлении карт эксплуатационного бурения;
- установить факторы, негативно влияющие на технологическое развитие сейсморазведки в арктических регионах;
- определить и раскрыть факторы, влияющие на производственную эффективность сейсморазведочных исследований;
- предложить и обосновать практические рекомендации по развитию методики производства сейсморазведочных работ 3Д на Гыданском полуострове.

¹ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2030 года. М.: Министерство энергетики РФ [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/15357> (дата обращения:

14.09.2023); Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. М.: Министерство энергетики РФ, 2020. 93 с. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 14.09.2023).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ РОССИИ

Теоретические и методологические основы

В качестве теоретико-методологической базы представленной работы использовались обзоры современных трендов инновационно-технологического развития геофизического сектора нефтесервиса в части нефтяной геологии и общепринятые научные методы исследования, которые включали системный анализ факторов, влияющих на эффективность производства сейсморазведки. Дополнительно использовалась статистическая информация и данные отчетов геофизического предприятия, взятого в качестве примера для исследования, а также обзоры специализированных периодических изданий [3; 4]².

Геофизический сегмент нефтесервиса и, в частности, сейсморазведка, рассматриваемые с позиции инвестиционных вложений добывающей компании – заказчика работ, относятся к одним из наиболее рискованных. В первую очередь, как уже отмечено, из-за высокого уровня неопределенности информации о характеристиках потенциально богатого углеводородами геологического разреза и, следовательно, отсутствия гарантии получения положительного результата поисково-разведочных исследований [5; 6]. Важно отметить, что нефтесервисный подрядчик не несет ответственности за отрицательный результат при условии соблюдения технологической производственной дисциплины и выполнения требований рабочего проекта, что сегодня обеспечивается непосредственным участием супервайзерских служб заказчика в полном процессе сейсмических исследований либо оказании иных нефтесервисных услуг [7].

В сравнении с ранним порядком принятия решений о разработке нефтегазового месторождения на основе эмпирических знаний по принципу «бурим рядом с успешной скважиной» (конец XIX – начало XX вв.), что вызывало низкоэффективное и чрезвычайно затратное «ковровое» разбуривание по потенциально нефтегазоносным площадям, которое прекращалось, когда очередная пробуренная скважина оказывалась «сухой», современные методы сейсморазведочных исследований отличаются, прежде всего, значительным охватом территории поиска при несравнимо более низкой стоимости работ [8].

Особенно ярко такое преимущество метода проявляется при 2Д-сейсморазведке или, другими словами, при линейной сейсморазведке, где единицей измерения количества работ служит погонный километр. Характерной чертой метода является совпадение линий (профилей) возбуждения

и регистрации сейсмического сигнала и линейный порядок работ, когда после завершения очередного профиля следует переход на параллельный ему следующий. Расстояние между профилями зависит от заданной точности исследований и в среднем сегодня составляет 3–4 км, что при средней производительности около 1000 пог. км за полевой сезон позволяет охватывать значительные участки. Методики 3Д-сейсморазведки, называемой также площадной, с единицей измерения квадратный км уменьшают территориальный охват, но свойственная методу высокая плотность и, следовательно, информативность исследований многократно увеличивают возможности сейсморазведки при глубокой детализации строения продуктивных залежей, даже в условиях малой мощности нефтяных пластов (в настоящее время — до 1,5 м) [9]. Именно такие преимущества метода и позволяют давать обоснованные рекомендации по размещению эксплуатационных скважин непосредственно по результатам 3Д-исследований без дополнительных и очень дорогих этапов разведочного бурения.

Соответственно, высокая в сравнении с другими методами сейсморазведки стоимость 3Д-исследований во много раз компенсируется их эффективностью, а также возможностью использования полученных данных для построения интерактивной геологической и гидродинамической моделей нефтегазового месторождения, которые сегодня активно применяются в проектировании процессов разработки нефтегазовых месторождений и оперативных прогнозах объемов текущей добычи. Сейсморазведочные, промыслово-геофизические и гидродинамические данные исследований, в том числе каротажа при бурении (LWD — Logging While Drilling), формируют входную информацию для определения последовательности действий при построении или актуализации геологических и впоследствии гидродинамических моделей месторождения, которые будут использоваться в процессах эксплуатации. Такие модели являются цифровым представлением продуктивной залежи в виде трехмерного распределения физических характеристик пласта в объемных ячейках размером от десятков (редко единиц) сантиметров до десятков (иногда сотен) метров [10; 11].

В совокупности названные факторы формируют приоритетное развитие поисково-разведочных геофизических методов при освоении арктических территорий. Несмотря на чрезвычайную сложность и дороговизну северных нефтегазовых проектов,

² Учитывая конфиденциальность информации, некоторые данные разумно изменены, что не влияет на ход, выводы и заключение исследования.

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ РОССИИ

развитие региона активно стимулируется российским правительством. Результаты такой политики отражаются в значительном увеличении сейсмической изученности северных акваторий за последние пять-шесть лет, выполненной силами морского геофизического предприятия государственного холдинга «Росгеология» с помощью отечественной системы регистрации «Краб» [12].

Результаты и дискуссия

Введение западных санкций существенно ограничило возможности сейсморазведки на море и континентальном шельфе, несмотря на разработку уже названной высокотехнологичной системы регистрации «Краб» в комплекте с датчиками сейсмического сигнала. Тем не менее, учитывая, что освоение шельфовых месторождений требует современных компетенций в морском бурении и последующей морской добыче, имеющей высокорисковую специфику, в целом ситуация обстоит не лучшим образом, и разработка морских месторождений временно вновь отложена [13]. Соответственно, текущий фокус освоения Арктики направлен на опережающее развитие прибрежных нефтегазоносных провинций, а именно на приращение запасов углеводородных ресурсов, что подтверждает заметное увеличение количества объявленных конкурсов (тендеров) на материковую сейсморазведку.

Зависимость от западных технологий высока и здесь. Так, при поисках и доразведке (детализации) месторождений, как мы уже говорили, наиболее популярными 2Д- и 3Д-методами сейсморазведки, 85 % основного оборудования — сейсмостанции и датчики регистрации сигнала (сейсмоприемники) — поступают из-за рубежа. Что же касается компьютерных систем (пакетов) обработки и геологической интерпретации полевых материалов, то здесь зависимость еще выше и доходит до 100 %³. Отечественные геофизические компании активно участвуют в программе импортозамещения, развивая локализацию производства для изготовления современных компонентов и оборудования, а также замещают западных поставщиков альтернативными источниками (объективно — только Китай), но санкционная политика передовых в технологическом отношении западных государств остается главным фактором, негативно влияющим на технологическое развитие сейсморазведки, прежде всего в сложных для освоения арктических регионах [14; 15].

Экономическая эффективность сейсморазведочных работ, определяющая потенциал участия геофизической

компании в конкурсе на получение контракта, зависит от многих факторов, к основным можно отнести:

- тип применяемого оборудования;
- методику работ (определяется сложностью геологической задачи, требующей решения);
- качество организации производства и его управления;
- уровень квалификации персонала [16; 17].

В настоящее время подавляющее большинство геофизических организаций, производящих сейсморазведочные исследования на суше и в транзитных зонах, используют практически одинаковое регистрирующее оборудование — сейсмостанции “Sercel” производства Франции и похожие источники возбуждения сейсмического сигнала — взрывные или вибрационные. Отличия, главным образом, в количестве датчиков записи сигнала, зависящих, в первую очередь, от финансовых возможностей предприятия, включая доступ к заемному капиталу, и только потом от выбранной методики работ. Важным следствием данного фактора является то, что требуемая для решения геологической задачи методика нередко служит ограничителем возможности участия в тендерах нефтесервисных компаний, не обладающих необходимыми технологическими производственными мощностями (например, заявленным в проекте количеством датчиков) из-за отмеченных финансовых проблем.

Безусловно, на величину производственных затрат существенно влияют и природные факторы — орогидрография и залесённость, а также логистические и техногенные проблемы⁴. Но данные факторы будут общими для всех участников, поэтому при прочих равных условиях экономическая эффективность сейсморазведки будет определяться уровнем производительности исследований, который зависит от качества организации и управления производством, а также профессиональными навыками и умением специалистов, что в совокупности может как ограничивать, так и стимулировать использование сложных 3Д-методик. От названных факторов прежде всего зависят сроки выполнения работ, что в специфических условиях северных территорий служит залогом успешной производственной деятельности, ограниченной зимним периодом полевых сезонов — временем года, когда возможно передвижение техники по заболоченным участкам полярной тундры и вечной мерзлоты без значимого экологического ущерба.

Следовательно, уровень эффективности сейсморазведки можно оценить, построив интегральный показатель, исходя из параметров

³ Аналитический отчет Deloitte: Состояние и перспективы развития нефтесервисного рынка России — 2021 [Электронный ресурс]. URL: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/>

[energy-resources/Russian/russia-oil-gas-survey-2021.pdf](https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/Russian/russia-oil-gas-survey-2021.pdf) (дата обращения: 16.10.2023).

⁴ Фактор антропогенной деятельности можно не учитывать в условиях северных территорий.

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ РОССИИ

эффективности ее проведения (критериев качества) $f_i(x)$: совокупные производственные затраты (млн руб.); коэффициенты сложности методики, зависящие от количества датчиков регистрации сейсмического сигнала (тыс. шт.) и источников возбуждения (шт.); сроки работ (мес.); производительность (тыс. ф. н./мес.)⁵.

Прежде чем агрегировать критерии качества в интегральный показатель, необходимо нормализовать значения выбранных критериев $f_i(x)$, для чего разделим фактическое значения параметра эффективности сейсморазведочных исследований x_k на максимальное значение данного параметра $f_i(x)$ среди всех вариантов X . Так мы получаем сопоставимые критерии оценки качества их проведения:

$$f_{Ni}(x) = \frac{f_i(x)}{\max_{x \in X} f_i(x)}, \quad (1)$$

где $f_{Ni}(x)$ — нормализованное значение i -го критерия оценки качества сейсморазведочных исследований.

Следующий шаг — это необходимость ранжирования каждого критерия по его важности, что требует определения весовых коэффициентов γ_i для каждого критерия, в качестве которых могут быть использованы как экспертные оценки, так и статистические данные [18]. При равнозначности критериев, а также для упрощения расчетов, как в нашем случае, можно принять значение 0,20, исходя из количества выбранных параметров.

Наиболее простой вариант формирования интегрального показателя эффективности — это свертка критериев эффективности. Полученную задачу агрегирования показателей эффективности и ранжирования вариантов исследований следует интерпретировать как многокритериальную задачу выбора [19]. Для каждого варианта исследований $x \in X$ необходимо рассчитать сумму произведений значений весового вектора на соответствующий нормализованный критерий оценки качества, после чего получаем следующее выражение:

$$\overline{\gamma_1(x)} + \overline{\gamma_2(x)} + \overline{\gamma_3(x)} + \overline{\gamma_4(x)} + \overline{\gamma_5(x)}. \quad (2)$$

Далее сейсморазведочные исследования ранжируются по возрастанию интегрального значения и выбирается вариант x^* , значение которого не меньше всех остальных из множества X [20]. Математическая запись такого подхода в нашем случае имеет выражение следующего вида:

$$x^* = \operatorname{argmax} \sum_{i=1}^5 \gamma_i \cdot f_{Ni}. \quad (3)$$

Как следует из заглавия, инновационное развитие методики исследований способно значительно повысить экономическую эффективность подрядной геофизической организации одновременно с повышением качества полевого материала в процессе выполняемой геологической задачи. Предприятие, ставшее базой для настоящего исследования, выполняло сейсморазведочные работы 3Д на Ивановском⁶ лицензионном участке, расположенном на Гыданском полуострове (в части, относящейся к Таймырскому району — север Красноярского края), в объеме 650 кв. км по проектной методике Flip-Flop.

Простым критерием эффективности сейсморазведочного производства служит достижение максимально возможного значения производительного времени и, наоборот, минимизация непроизводительных временных отрезков. На практике это означает максимум времени регистрации полезного сигнала при работе сейсмостанции и минимум времени ожидания готовности источников сейсмического сигнала — сейсмодатчиков (СВ) — на профилях возбуждения (ПВ) из-за переездов в совокупности с параллельным процессом своевременной расстановки и настройки датчиков регистрации на профилях приема.

Современной актуальной и достаточно прогрессивной производительной методикой является широко используемая ведущими геофизическими компаниями технология Flip-Flop, суть которой в использовании двух рабочих групп СВ по 4 СВ в каждой группе, группы перемещаются по ПВ независимо друг от друга. Именно такая методика изначально и предусматривалась утвержденным проектом работ. На рис. 1 представлена принципиальная схема отработки исследуемого участка согласно названной методике.

При использовании методики Flip-Flop отработка площади ведется перпендикулярно линиям профилей приема (ЛПП) короткими ходами СВ, как показано на рис. 1. После завершения работы СВ на профилях возбуждения производится перемещение ЛПП с отработанной части площади вперед и переезд СВ на новые линии возбуждения. Можно рассчитать необходимое минимальное количество ЛПП для обеспечения бесперебойной работы, исходя из формулы: общее количество ЛПП = 18 линий активной регистрации (по 9 на 1 группу СВ) + 2 линии для передвижения СВ + 4 (2 + 2)⁷ линии на переброску профилей приема с уже отработанных участков вперед — в среднем это 24 ЛПП. При работе

⁵ ф. н. — физическое наблюдение, универсальный критерий оценки эффективности сейсморазведки, позволяющий сравнивать принципиально разные 2Д- и 3Д-методы.

⁶ Название условное по соглашению с правообладателем материала о размещении научных публикаций.

⁷ Количество линий переброски совпадает с числом линий возбуждения, но, с учетом параллельно идущих процессов сбора отработанных линий и настройки профилей приема вперед, это число удваивается.

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ РОССИИ

используется 8 бригад рабочих для обеспечения профиля, или 32 человека, 2 группы СВ по 5 единиц из расчета для каждой из групп по 4 в постоянной работе и 1 в резерве/ремонте — всего 10 СВ. Достигнутые средние значения производительности (20–30 ф. н. в час) до настоящего времени считаются высокими и в полной мере удовлетворяют заказчика работ. Можно рассчитать коэффициент полезного использования (КПД) сейсмостанции⁸, для чего

используем чистое время регистрации сигнала, которое в наименьшей степени зависит от используемой методики. Для этого к длине сигнала (8 секунд) добавим среднее время на переключение оператором точки возбуждения и команду на запуск СВ — это еще примерно 7 секунд. Итого 15 секунд на 1 ф. н. Следовательно, на регистрацию 30 ф. н. понадобится 7,5 минут ($30 \times 15 : 60$), что соответствует общему КПД в 12,5 %.

Методика Flip-Flop

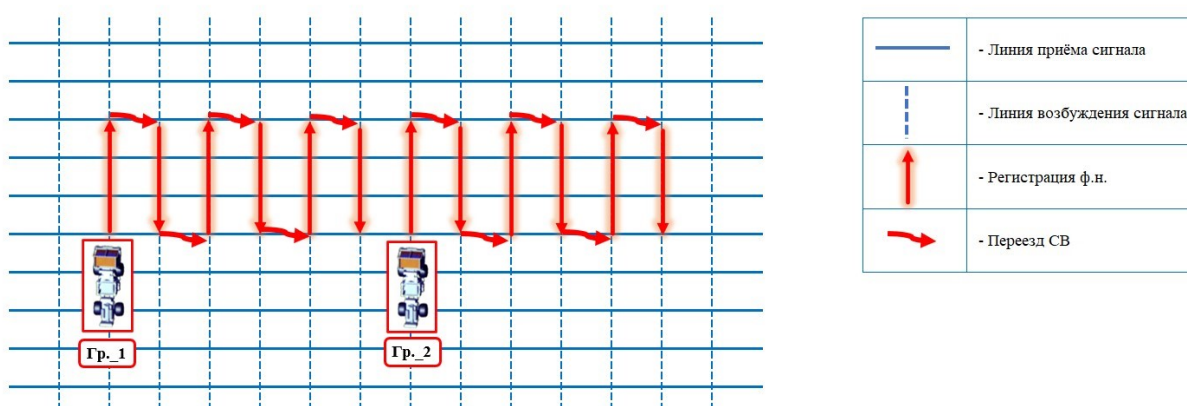


Рис. 1. Схема работы по методике сейсморазведки 3Д Flip-Flop

Такая методика позволяет за полевой сезон в условиях Крайнего Севера исследовать площади 550–750 кв. км (зависит от рельефа местности) в наиболее востребованном формате регистрации, когда пункты возбуждения и пункты регистрации сигнала расположены через 50 м, на что ориентируются большинство специалистов ВИНК при разработке планов геологического изучения перспективных участков.

Фактически в ходе сейсморазведочных работ было предложено решение отработать площадь по методике Slip-Sweeper, как показано на рис. 2. Отличие предложенной методики в увеличении длины ПВ и количества групп СВ, что уменьшает количество переездов и исключает ожидание групп СВ, так как по крайней мере одна из них готова к работе.

Общее количество групп СВ выросло с 2 до 6 и составило 26 СВ (24 в работе и 2 в ремонте/резерве). Важно отметить, количество СВ для резерва/ремонта

не пропорционально общему количеству СВ в сравнении с предыдущей методикой, а меньше. Количество ЛПП выросло до 72 за счет трехкратного увеличения всех параметров расстановки (активных каналов, линий переезда СВ и линий переброски профилей приема), количество бригад — до 25 (100 человек). Очевидно, что вследствие увеличения количества ЛПП утроилось количество датчиков регистрации сейсмического сигнала, что потребовало дополнительных и значительных инвестиций в основное оборудование. При этом КПД сейсмостанции вырос до 73 %, или в 5,9 раз. Фактическая средняя производительность составила 175 ф. н. в час (рост почти в 6 раз!), а в отдельные дни были достигнуты значения в 200 ф. н./час. По расчетам, сделанным на основании полученного опыта, оптимизация и «тонкая настройка» управления профилем позволят достичь значений выработки в 250 ф. н./час⁹, КПД сейсмостанции при этом будет близким к 100 %.

⁸ Под КПД здесь понимаются технические возможности сейсмостанции, свободные от методики, так как именно методика служит основным ограничителем, несмотря на практически постоянное время включения аппаратуры — станция работает 24/7, меняется персонал.

⁹ Здесь очевидно, что будет уменьшено время на переключение расстановки и запуск СВ — субъективные параметры, зависящие от квалификации оператора сейсмостанции.

Методика Slip-Sweep

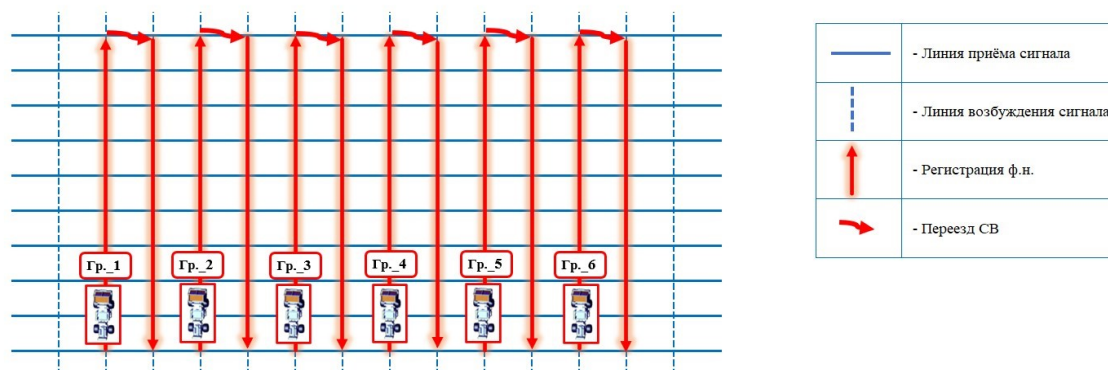


Рис. 2. Схема работы по методике сейсморазведки 3Д Slip-Sweep

Основными преимуществами методики Slip-Sweep следует назвать: 1) отсутствие остановок и непроизводительных пробегов СВ; 2) резкий рост производительности сейсмостанции (может работать практически непрерывно).

Разумеется, есть и отрицательные моменты, главный из которых — сложность управления профилем, которая возрастает за счет роста количества рабочих бригад, и если ранее мы говорили, что 3Д-исследования уже требуют хорошего профессионального уровня, то здесь качество специалистов должны быть еще выше, что потенциально ограничивает круг работников.

Предложенное развитие методики возбуждения сейсмического сигнала потребовало 4-кратного увеличения расходов на работу СВ (с учетом расходов на логистику ГСМ) и, как ранее отмечено, значительных усилий по организации полевых работ, когда сложность управления сейсморазведочным отрядом растет из-за двух разнонаправленных факторов — большой численности и текучки персонала, несмотря на высокий даже по северным меркам уровень оплаты труда. Одновременно изменение методики обеспечило 6-кратный рост производительного времени, что существенно улучшило экономические результаты исследований вследствие снижения себестоимости работ в пересчете на 1 кв. км площади или на 1 ф. н. — основные показатели эффективности при сейсморазведке. Средние значения себестоимости при использовании методики Flip-Flop составили: 3456 тыс. руб. за 1 кв. км и 46,2 тыс. руб. за 1 ф. н.; при использовании методики Slip-Sweep, соответственно, 2070 тыс. руб./кв. км и 30,6 тыс. руб./ф. н.¹⁰

Фактически выполненный объем сейсморазведочных работ в рассматриваемом проекте

составил 2000 кв. км, несмотря на вызванное объективными причинами позднее начало работ — почти двухмесячная задержка произошла из-за позднего подписания контракта заказчиком. В условиях ограниченного времени арктического полевого сезона это много и способно поставить под угрозу своевременное выполнение плановых объемов сейсморазведочных исследований. Тем не менее, представленное в настоящей статье инновационное изменение методики производства работ позволило завершить полевые работы в проектные сроки.

Предложенный ранее интегральный показатель эффективности позволяет объективно оценить преимущества инновационной методики. В табл. 1 приведены значения необходимых расчетных параметров методик Flip-Flop и Slip-Sweep для определения интегрального показателя.

В соответствии с описанным выше подходом были рассчитаны нормированные значения параметров эффективности x^1, \dots, x^5 отдельно для каждой из методик проведения сейсморазведочных работ (табл. 2).

Далее, подставляя полученные значения в выражение (3), находим искомые значения для каждой из представленных методик. Интегральный показатель эффективности для методики Flip-Flop равен 0,60; для Slip-Sweep — 0,91, что подтверждает эффективность инноваций. Следовательно, апробация предложенного методического подхода к оценке эффективности на основании расчета интегрального показателя объективно подтверждает преимущества представленной в исследовании инновационной методики производства сейсморазведочных работ, которая повышает производительность и обеспечивает развитие геофизических методов разведки месторождений углеводородов в условиях северных территорий.

¹⁰ Значения себестоимости и совокупных производственных затрат условные, не влияющие на научное содержание статьи. Реальные цифры — закрытая информация.

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ РОССИИ

Таблица 1

Сравнение параметров методик Flip-Flop и Slip-Sweep

Методика	Совокупные производственные затраты, млн руб.	Количество датчиков регистрации, тыс. шт.	Количество источников возбуждения (СВ), шт.	Сроки работ, мес.	Производительность, тыс. ф. н./мес.
Flip-Flop	2246	8	10	4	8,4
Slip-Sweep	4140	24	24	4	33,7

Таблица 2

Нормированные значения параметров эффективности методик проведения сейсморазведочных работ

Методика	Совокупные производственные затраты, млн руб.	Количество датчиков регистрации, тыс. шт.	Количество источников возбуждения (СВ), шт.	Сроки работ, мес.	Производительность, тыс. ф. н./мес.
Flip-Flop	1,00	0,33	0,42	1,00	0,25
Slip-Sweep	0,54	1,00	1,00	1,00	1,00

Выводы и заключение

По результатам исследования сделаны следующие выводы.

1. Геолого-разведочные работы методами сейсморазведки служат основным инструментом воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов на современном этапе развития арктических территорий.

2. Несмотря на высокую стоимость, сейсморазведочные методы 3Д являются приоритетными для глубокой детализации продуктивных пластов ранее выявленных нефтегазовых месторождений из-за перспектив эксплуатационного бурения по результатам исследований и построения гидродинамических моделей месторождений.

3. Технологическое развитие сейсморазведки в арктических регионах, прежде всего возможности исследования морской и прибрежной зон, продолжает находиться под негативным влиянием западных ограничительных санкций.

4. Основными факторами, влияющими на производственную эффективность сейсморазведки в текущих условиях, следует считать качество организации и управления сейсморазведочным производством, зависящее от профессиональных навыков специалистов, что определяет использование сложных 3Д-методик.

5. Представленные практические рекомендации по развитию методики сейсморазведочных работ обеспечивают значительный рост производительности исследований, что подтверждается предложенным

интегральным показателем экономической эффективности, который позволяет объективно оценивать результаты исследований.

В качестве положений с элементами научной новизны отметим следующие:

– использование сейсморазведочной 3Д-методики Slip-Sweep вместо предусмотренной стандартными проектами Flip-Flop позволяет в 1,5 раза повысить экономическую эффективность сейсморазведки в Арктическом регионе. Нефтяная компания-заказчик при этом получает увеличенные по площади объемы исследований, что в сложных геолого-климатических условиях значительно сокращает сроки освоения месторождений северных территорий;

– использование интегрального коэффициента, ранее не применявшегося для решения подобных задач, позволяет дать объективную экономическую оценку эффективности сейсморазведочных методик.

По мнению авторов, представленные результаты обладают значительным производственным потенциалом и рекомендуются к применению нефтесервисными организациями, использующими высокоплотные методы сейсморазведки для воспроизводства минерально-сырьевой базы в материковых условиях полярной тундры. Кроме того, перспективный научный интерес будут представлять исследования по оценке экологического ущерба вследствие увеличения антропогенного влияния на окружающую среду за счет экстенсивного роста применяемой тяжелой техники, а также разработка мероприятий по уменьшению такого ущерба.

Список источников

1. Алифирова Е. ТОП-10 технологий нефтесервиса // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 4 (100). С. 86–87.
2. Cherepovitsyn A., Rutenko E., Solovyova V. Sustainable development of oil and gas resources: A system of environmental, socio-economic, and innovation indicators // *Journal of Marine Science and Engineering*. 2021. Vol. 9, No 11. DOI 10.3390/jmse9111307.
3. Курс MBA по стратегическому менеджменту / коллектив авторов. М.: «Альпина Диджитал», 2007.
4. Oilfield Services Market Size by Application (Offshore and Onshore), Type (Field Operation, Equipment Rental, and Analytical services), Service (Seismic Services, Drilling Services, Well Completion Equipment & Services, Processing & Separation Services, Production, and Subsea Services), Regions, Global Industry Analysis, Share, Growth, Trends, and Forecast 2022 to 2030. URL: <https://www.thebrainyinsights.com/report/oilfield-services-market-12797>.
5. Макулова А. О., Тасмуханова А. Е. Рискообразующие факторы нефтесервисных компаний / В сборнике: Актуальные вопросы экономики и управления в нефтегазовом бизнесе 2019. Уфа: УГНТУ, 2019. С. 101–104.
6. Буренина И. В., Хасанова Г. Ф. Выбор оптимальной стратегии развития нефтесервисной компании // Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии. 2014. № 6 (40). С. 118–123.
7. Катышева Е. Г. Нефтесервис как важнейший фактор экономического развития нефтяной промышленности России // Экономика и предпринимательство. 2020. № 8 (121). С. 30–33.
8. Дежина И. Г. и др. Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа: публичный аналитический доклад / Сколтех. М.: БиТуби, 2017. 220 с.: ISBN 978-5-9909093-2-8.
9. Perrons R. How innovation and R & D happen in the upstream oil & gas industry: Insights from a global survey // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2014. Vol. 124. P. 301–312.
10. Катышева Е. Г. Применение технологии интеллектуального месторождения для повышения эффективности деятельности нефтегазовых компаний // Цифровая экономика и индустрия 4.0: Форсайт Россия. СПб.: СПбГУП, 2020. С. 298–309.
11. Beloshitskiy A., Birykova V. Chapter Title: The digital transformation as a driver of the oilfield services industry development. International conference “Innovative Trends in International Business and Sustainable Management” ITIBSM-2021, ЮФУ, г. Ростов-на-Дону // *Innovative Trends in International Business and Sustainable Management, part “Approaches to Global Sustainability, Markets, and Governance”*, Springer.
12. Катышева Е. Г. Тенденции импортозамещения в сегменте геофизического нефтесервиса // В сборнике: Новая экономическая реальность, кластерные инициативы и развитие промышленности (ИНПРОМ-2016). Труды международной научно-практической конференции / под ред. А. В. Бабкина. СПб., 2016. С. 351–359.
13. Crouhy M., Galai D., Mark R. *The Essentials of Risk Management*. N.-Y.: McGraw-Hill, 2006. 390 p.
14. Писаренко Д. В. Раскрытие потенциала российского нефтесервиса: от импортозамещения к конкурентным преимуществам // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2015. № 4. С. 34–35.
15. Ветрова Е. Н., Гладышева И. В. Состояние, проблемы и тенденции технологического развития России // Интеллект. Инновации. Инвестиции. 2020. № 2. С. 10–21.
16. Катышева Е. Г. Геофизический сегмент рынка нефтесервисных услуг: современные проблемы инновационного развития // Экономика, экология и общество России в 21-м столетии: Сборник научных трудов 18-й Международной научно-практической конференции. СПб.: СПбГУП, 2016. С. 97–100.
17. Теньковская С. А., Власов А. В. Дефицит квалифицированного персонала как одна из важнейших проблем российского нефтесервиса // Общество: политика, экономика, право. 2016. № 11. С. 89–93.
18. Шарф И. В. Анализ результативности деятельности нефтедобывающих компаний на примере Томской области // Экономика региона. 2012. № 3. С. 189–196.
19. Mardani A., Zavadskas E.K., Khalifah Z., Zakuan N., Juson A., Nor K. M. & Khoshnoudi M. (2017). A review of multi criteria decision-making applications to solve energy management problems: Two decades from 1995 to 2015. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, pp. 216–256.
20. Доронина Ф. Х. Интегральный подход в комплексной оценке эффективности деятельности предприятий // Вестник Московского университета им. С. Ю. Витте. 2017. № 1 (20). С. 40–47. DOI: 10.21777/2307-6135-2017-1-40-47.

References

1. Alifirova E. TOP-10 tekhnologii nefteservisa [TOP-10 of oilfield service technologies]. *Delovoi zhurnal Neftegaz.RU [Neftegaz.RU Business Journal]*, 2020, No. 4 (100), pp. 86–87.
2. Cherepovitsyn A., Rutenko E., Solovyova V. Sustainable development of oil and gas resources: A system of environmental, socio-economic, and innovation indicators. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2021, vol. 9, no. 11. DOI 10.3390/jmse9111307.

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ РОССИИ

3. *Kurs MBA po strategicheskomu menedzhmentu* [Strategic Management. An MBA course]. Moscow, Alpina Digital, 2007. (In Russ.).
4. Oilfield Services Market Size by Application (Offshore and Onshore), Type (Field Operation, Equipment Rental, and Analytical services), Service (Seismic Services, Drilling Services, Well Completion Equipment & Services, Processing & Separation Services, Production, and Subsea Services), Regions, Global Industry Analysis, Share, Growth, Trends, and Forecast 2022 to 2030. URL <https://www.thebrainyinsights.com/report/oilfield-services-market-12797>.
5. Makulova A. O., Tasmukhanova A. E. Riskoobrazuyushchie faktory nefteservisnykh kompanii [Risk factors influencing oilfield service companies]. *Aktual'nye voprosy ekonomiki i upravleniya v neftegazovom biznese, 2019* [Economics and management issues in oil and gas business, 2019]. Ufa, USOTU, 2019, pp. 101–104. (In Russ.).
6. Burenina I. V., Hasanova G. F. Vybor optimal'noi strategii razvitiya nefteservisnoi kompanii [Choosing optimal strategy of developing oilfield service companies]. *Vestnik Sibirskoi gosudarstvennoi avtomobil'no-dorozhnoi akademii* [The Russian Automobile and Highway Industry Journal], 2014, no. 6 (40). pp. 118–123. (In Russ.).
7. Katysheva E. G. Nefteservis kak vazhneishii faktor ekonomicheskogo razvitiya neftyanoi promyshlennosti Rossii [Oilfield service as the most important factor in the economic development of the Russian oil industry]. *Ekonomika i predprinimatel'stvo* [Journal of Economy and Entrepreneurship], 2020, no. 8 (121), pp. 30–33. (In Russ.).
8. Dezhina I. G., Spasennykh M. Yu., Frolov A. S. et al. *Aktual'nye tekhnologicheskie napravleniya v razrabotke i dobyche nefti i gaza: publichnyi analiticheskii doklad* [Current technological trends in oil and gas development and production: A public analytical report]. Moscow, B2B, 2017, 220 p. (In Russ.). ISBN 978-5-9909093-2-8.
9. Perrons R. How innovation and R&D happen in the upstream oil & gas industry: Insights from a global survey. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 124, pp. 301–312.
10. Katysheva E. G. Primenenie tekhnologii intellektual'nogo mestorozhdeniya dlya povysheniya effektivnosti deyatel'nosti neftegazovykh kompanij [The use of the Smart Field technology to improve the efficiency of oil and gas companies]. *Tsifrovaya ekonomika i industriya 4.0: Forsajt Rossiya* [Digital economics and Industry 4.0: Foresight Russia]. Saint Petersburg, SPbSUP, 2020, pp. 298–309. (In Russ.).
11. Beloshitskiy A., Birykova V. Chapter Title: The digital transformation as a driver of the oilfield services industry development. International conference “Innovative Trends in International Business and Sustainable Management” ITIBSM-2021, UFU, Rostov-on-Don. *Innovative Trends in International Business and Sustainable Management*, part “Approaches to Global Sustainability, Markets, and Governance”, Springer.
12. Katysheva E. G. Tendentsii importozameshcheniya v segmente geofizicheskogo nefteservisa [Import substitution trends in the geophysical oilfield service sector]. *Novaya ekonomicheskaya real'nost', klasternye initsiativy i razvitie promyshlennosti (INPROM-2016). Trudy mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferentsii* [New economic reality, cluster initiatives and production development (ISPROD-2016)]. Saint Petersburg, 2016, pp. 351–359. (In Russ.).
13. Crouhy M., Galai D., Mark R. *The Essentials of Risk Management*. New-York, McGraw-Hill, 2006, 390 p.
14. Pisarenko D. V. Raskrytie potentsiala rossijskogo nefteservisa: ot importozameshcheniya k konkurentnym preimushchestvam [Unlocking the potential of the Russian oilfield service sector: From import substitution to competitive advantages]. *Upravlenie kachestvom v neftegazovom komplekse* [Quality management in the oil and gas industry], 2015, no. 4, pp. 34–35. (In Russ.).
15. Vetrova E. N., Gladysheva I. V. Sostoyanie, problemy i tendentsii tekhnologicheskogo razvitiya Rossii [Condition, problems and trends of technological development in Russia]. *Intellekt. Innovatsii. Investitsii* [Intellect. Innovations. Investments], 2020, no. 2, pp 10–21. (In Russ.).
16. Katysheva E. G. Geofizicheskii segment rynka nefteservisnykh uslug: sovremennyye problemy innovatsionnogo razvitiya [The geophysical segment of the oilfield service market: Current issues in innovation-driven development]. *Ekonomika, ekologiya i obshchestvo Rossii v 21-m stoletii: Sbornik nauchnykh trudov 18-i Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii* [The economy, ecology, and society of Russia in the XXI century: Proceedings of the 18th International Research-to-Practice Conference]. Saint Petersburg, SPbSUP, 2016, pp. 97–100. (In Russ.).
17. Ten'kovskaya S. A., Vlasov A. V. Defitsit kvalifitsirovannogo personala kak odna iz vazhneishikh problem rossijskogo nefteservisa [A lack of quality staff as one of the most important problems for the Russian oilfield service sector]. *Obshchestvo: politika, ekonomika, pravo* [Society: politics, economics, justice], 2016, no. 11, pp. 89–93. (In Russ.).
18. Sharf I. V. Analiz rezul'tativnosti deyatel'nosti neftedobyvayushchikh kompanii na primere Tomskoi oblasti [Analysis of the oil companies' performance (on the example of Tomsk Region)]. *Ekonomika regiona* [Economy of Region], 2012, no. 3, pp. 189–196. (In Russ.).

РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ И СЕКТОРОВ ЭКОНОМИКИ НА СЕВЕРЕ И В АРКТИКЕ РОССИИ

19. Mardani A., Zavadskas E. K., Khalifah Z., Zakuan N., Juson A., Nor K. M. & Khoshnoudi M. A review of multi criteria decision-making applications to solve energy management problems: Two decades from 1995 to 2015. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 71, pp. 216–256.
20. Doronina F. H. Integral'nyi podkhod v kompleksnoi otsenke effektivnosti deyatel'nosti predpriyatii [The integrated approach to a comprehensive assessment of the effectiveness of the company]. *Vestnik Moskovskogo universiteta im. S. Yu. Vitte* [Moscow Witte University Bulletin], 2017, no. 1 (20), pp. 40–47. DOI: 10.21777/2307-6135-2017-1-40-47.

Об авторах:

- А. В. Белошицкий — докт. экон. наук, член Совета директоров;
Т. А. Белошицкий — ведущий инженер;
С. Ф. Фатхуллин — финансовый директор Дирекции разведочной геофизики;
А. Е. Череповицын — докт. экон. наук, проф.

About the authors:

- A. V. Beloshitskiy — DSc (Economics), Board Member;
T. A. Beloshitskiy — Lead Engineer;
S. F. Fatkhullin — Financial Director of the Geophysical Survey Office;
A. E. Cherepovitsyn — DSc (Economics), Professor.

Статья поступила в редакцию 19 декабря 2023 года.

Статья принята к публикации 29 января 2024 года.

The article was submitted on December 19, 2023.

Accepted for publication on January 29, 2024.